



ООО «Метрологический центр СТП»

Регистрационный № 30151-11 от 01.10.2011 г.
в Государственном реестре средств измерений

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель ГЦИ СИ

Технический директор

ООО «Метрологический центр СТП»

 И. А. Яценко

«27» *сентября* 2015 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на выходе
месторождения Сабо ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 161-30151-2015

и.р. 60356-15

г. Казань
2015

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ.....	3
2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	5
5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	6
7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	6
8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	9

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на выходе месторождения Сабо ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» (далее – СИКН), изготовленную по технической документации ООО «Татинтек», г. Альметьевск, принадлежащую ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

1.2 СИКН предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы брутто товарной нефти (далее – нефть), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при учетных операциях.

1.3 СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью расходомеров массовых (далее – РМ). Принцип действия СИКН заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по ИК от РМ, датчиков давления, температуры, влагосодержания.

1.4 СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

1.5 В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ);
- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- узел подключения пикнометрической установки и УОСГ;
- СОИ.

БИЛ включает одну рабочую и одну резервно-контрольную измерительные линии с диаметром условного прохода (Ду) 150 мм.

Состав СОИ:

- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место оператора СИКН.

1.6 Средства измерения (далее – СИ), а так же другие технические средства, входящие в состав СИКН, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госре- естр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2	8	26803-11
2.	Манометр показывающий МП2-У	11	10135-10
3.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	4	303-91
БФ			
1.	Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75	2	41560-09

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госре- естр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2	8	26803-11
2.	Манометр показывающий МП2-У	11	10135-10
3.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	4	303-91
БИЛ			
1.	Расходомер массовый Promass 83E80	2	15201-11
2.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71	2	41560-09
3.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	2	57947-14
4.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	2	49519-12
Выходной коллектор			
1.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71	1	41560-09
БИК			
1.	Влагомер нефти поточный УДВН-1 пм	2	14557-10
2.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71	1	41560-09
3.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	1	57947-14
4.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
5.	Счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш	1	26776-08
СОИ			
1.	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – FloBoss S600+)	2	38623-11
2.	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) модели μ Z610	11	47073-11
3.	АРМ оператора СИКН	1	-

1.7 Поверка СИКН проводится поэтапно:

– поверка СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки;

– вторичную («электрическую») часть СИКН, включая линии связи, поверяют на месте эксплуатации СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки.

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН, – в соответствии с методиками поверки на эти СИ.

1.9 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр	7.2
3	Опробование	7.3
4	Определение метрологических характеристик СИКН	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ, приведенные в таблице 3.

3.2 Допускается использование других СИ, по своим характеристикам не уступающих указанным в таблице 3.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь действующие документы о поверке.

Таблица 3 – Эталонные и вспомогательные СИ

№ п/п	Наименование эталонного СИ, метрологические и технические данные
1	Барометр-анероид М-67 с пределами измерений от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм рт.ст., по ТУ 2504-1797-75.
2	Психрометр аспирационный М34, пределы измерений влажности от 10 до 100 %, погрешность измерений ± 5 %.
3	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 до 55 °С по ГОСТ 28498-90. Цена деления шкалы 0,1 °С.
4	Калибратор многофункциональный МС5-R (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...9999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 10 В, погрешность $\pm(0,2$ В + 5 % от установленного значения).
Примечание – Для проведения поверки выбирают эталонные СИ с диапазонами, соответствующими диапазонам измерения СИКН.	

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

– корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;

– ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;

– работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;

– обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;

– предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», а также

эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С (20 ± 5)
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7

5.2 Вибрация, тряска, удары, наклоны, электрические и магнитные поля, кроме Земного, влияющие на работу приборов, должны отсутствовать.

5.3 Параметры электропитания СИКН должны соответствовать условиям применения, указанным в эксплуатационной документации фирмы-изготовителя.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением
- эталонные СИ и вторичную («электрическую») часть СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- эталонные СИ и вторичную («электрическую») часть СИКН выдерживают при температуре указанной в п. 5.1 не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и вторичной («электрической») части СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют:

- наличие эксплуатационной документации на СИКН;
- наличие паспорта на СИКН;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- наличие методики поверки на СИКН;
- наличие паспортов СИ, входящих в состав СИКН;
- наличие действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКН.

7.2 Внешний осмотр СИКН

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН.

7.2.3 Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на СИКН.

7.2.4 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование СИКН

7.3.1 При опробовании проводят подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН.

7.3.1.1 Подлинность ПО СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проверка реакция ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные данные ПО совпадают с исходными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и обеспечивается аутентификация.

7.3.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН при задании входных сигналов без определения метрологических характеристик.

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя на нее. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на информационном дисплее СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на информационном дисплее СИКН.

7.4 Определение метрологических характеристик СИКН

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку данных СИ. Проводится в случае отсутствия действующих свидетельств о поверке СИ.

7.4.1.2 Результаты поверки считаются положительными, если определенные метрологические характеристики СИ, входящие в состав СИКН, не выходят за пределы, указанные в паспортах на данные СИ.

7.4.2 Определение основной приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) в значение измеряемого параметра (давления, температуры, объемной доли воды)

7.4.2.1 Отключить первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) измерительного канала (далее – ИК) и к соответствующему каналу, включая линии связи и барьер искрозащиты (при наличии), подключить калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.2.2 С помощью калибратора установить на входе ИК ввода аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА СИКН электрический сигнал, соответствующий значениям измеряемого параметра. В качестве реперных точек принять точки 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА.

7.4.2.3 Считать значения входного сигнала с монитора операторской станции управления СИКН или с дисплея FloBoss S600+ и в каждой реперной точке вычислить приведенную погрешность по формуле

$$\gamma_{ВП} = \frac{I_{изм} - I_{эм}}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100\%, \quad (7.1)$$

- где $\gamma_{ВП}$ - основная приведенная погрешность канала ввода аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА) ИК СИКН, %;
- $I_{эм}$ - показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;
- I_{max} - максимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА;
- I_{min} - минимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА;
- $I_{изм}$ - значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра СИКН в i -ой реперной точке, мА.

7.4.2.4 Если показания СИКН можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значение ($I_{изм}$) рассчитывают по формуле:

$$I_{изм} = \frac{I_{max} - I_{min}}{X_{max} - X_{min}} \cdot (X_{изм} - X_{min}) + I_{min}, \quad (7.2)$$

- где X_{max} - максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) (I_{max}), в абсолютных единицах измерений;
- X_{min} - минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) (I_{min}), в абсолютных единицах измерений;
- $X_{изм}$ - значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолют-

ных единицах измерений. Считывают с дисплея монитора операторской станции управления СИКН или с дисплея FloBoss S600+.

7.4.2.5 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная основная приведенная погрешность для каждого ИК ввода аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) ИК измеряемого параметра СИКН не выходит за пределы $\pm 0,12$ %.

7.4.3 Определение основной абсолютной погрешности СИКН при измерении импульсного сигнала

7.4.3.1 Отключить первичный ИП и к соответствующему ИК, включая линии связи, подключить калибратор, установленный в режим генерации импульсов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.3.2 С помощью калибратора на вход ИК ввода импульсных сигналов СИКН фиксированное количество раз (не менее трех) подать импульсный сигнал (10000 импульсов), предусмотрев синхронизацию начала счета. Частота подаваемого сигнала от 0,1 до 10000 Гц, амплитуда от 3,5 до 24 В.

7.4.3.3 Считать значения входного сигнала с монитора операторской станции управления СИКН или с дисплея FloBoss S600+ и вычислить абсолютную погрешность по формуле

$$\Delta_n = n_{изм} - n_{зад} \quad (7.3)$$

где $n_{изм}$ – количество импульсов, подсчитанное FloBoss S600+, имп.;

$n_{зад}$ – количество импульсов, заданное калибратором, имп.

7.4.3.4 Результаты поверки считаются положительными, если количество импульсов, подсчитанное FloBoss S600+ и поданное калибратором, отличается не более чем на ± 1 импульс на 10000 импульсов.

7.4.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти

7.4.4.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности РМ.

7.4.4.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7.4.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти

7.4.5.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти определяется по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \frac{\Delta W_e^2 + \Delta W_{xc}^2 + \Delta W_{mn}^2}{\left(1 - \frac{W_e + W_{xc} + W_{mn}}{100}\right)^2}}, \quad (7.4)$$

- где δM_n – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, (%);
- W_e – массовая доля воды в нефти, (%);
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, (%);
- W_{mn} – массовая доля механических примесей в нефти, (%);
- ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей, (%);
- ΔW_{mn} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей, (%);
- ΔW_e – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, (%).

7.4.5.2 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом произвольной формы с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешности.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с ПР 50.2.006-94. К свидетельству о поверке прилагаются протоколы с результатами поверки СИКН.

8.3 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с ПР 50.2.006-94. При этом свидетельство аннулируется, клеймо гасится, и СИКН, не прошедшая поверку, бракуется. Выписывают «Извещение непригодности» СИКН к применению с указанием причин непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.